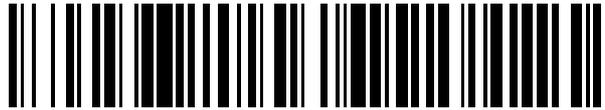


19



OFICINA ESPAÑOLA DE  
PATENTES Y MARCAS

ESPAÑA



11 Número de publicación: **2 647 740**

51 Int. Cl.:

**F25J 3/06** (2006.01)

**C07C 7/10** (2006.01)

**C10L 3/10** (2006.01)

**E21B 43/34** (2006.01)

12

TRADUCCIÓN DE PATENTE EUROPEA

T3

86 Fecha de presentación y número de la solicitud internacional: **13.07.2007 PCT/CA2007/001248**

87 Fecha y número de publicación internacional: **17.01.2008 WO08006222**

96 Fecha de presentación y número de la solicitud europea: **13.07.2007 E 07763904 (5)**

97 Fecha y número de publicación de la concesión europea: **23.08.2017 EP 2041508**

54 Título: **Método para extracción selectiva de líquidos de gas natural a partir de gas natural "rico"**

30 Prioridad:

**13.07.2006 CA 2552327**

45 Fecha de publicación y mención en BOPI de la traducción de la patente:  
**26.12.2017**

73 Titular/es:

**1304342 ALBERTA LTD (50.0%)  
16640 - 111 Avenue NW  
Edmonton, Alberta T5M 2S5, CA y  
1304338 ALBERTA LTD (50.0%)**

72 Inventor/es:

**LOURENCO, JOSE y  
MILLAR, MACKENZIE**

74 Agente/Representante:

**LEHMANN NOVO, María Isabel**

ES 2 647 740 T3

Aviso: En el plazo de nueve meses a contar desde la fecha de publicación en el Boletín Europeo de Patentes, de la mención de concesión de la patente europea, cualquier persona podrá oponerse ante la Oficina Europea de Patentes a la patente concedida. La oposición deberá formularse por escrito y estar motivada; sólo se considerará como formulada una vez que se haya realizado el pago de la tasa de oposición (art. 99.1 del Convenio sobre Concesión de Patentes Europeas).

**DESCRIPCIÓN**

Método para extracción selectiva de líquidos de gas natural a partir de gas natural "rico"

**CAMPO DE LA INVENCION**

5 La presente invención se refiere a un método y a una planta de tratamiento para la extracción selectiva de líquidos de gas natural a partir de gas natural "rico".

**ANTECEDENTES DE LA INVENCION**

10 El gas natural que procede de un pozo de producción contiene muchos líquidos de gas natural (NGL) que son comúnmente eliminados. La eliminación de los NGL naturales tiene lugar usualmente en una planta de tratamiento relativamente centralizada. El objetivo es reducir el punto de condensación de los hidrocarburos para impedir problemas en las tuberías procedentes de la lluvia de líquido. Para eliminar los NGL hay tres procesos comunes: Refrigeración, Absorción de Petróleo Pobre y Criogenia.

Con Refrigeración, se emplea una planta de refrigeración para proporcionar frío para reducir la temperatura del gas natural. La refrigeración es capaz de extraer un gran porcentaje de propano y la mayor parte del butano y de los componentes más pesados.

15 Con Absorción de Petróleo Pobre, un petróleo absorbente con una afinidad para los NGL es puesto en contacto con gas natural en una torre de contacto donde empapa una elevada proporción de los NGL. El petróleo de absorción "rico", que contiene ahora los NGL sale de la torre de absorción. Esta mezcla "rica" de petróleo de absorbente y de los NGL es enfriada a -30 °F (1,1 °C) para separar los NGL y el petróleo absorbente. Este proceso puede extraer el 90% del propano e hidrocarburos más pesados y aproximadamente el 30% del etano.

20 El proceso criogénico permite recuperaciones de etano más elevadas. Las plantas criogénicas de primera generación eran capaces de extraer hasta el 70% del etano procedente del gas, desde principios de los 90, las modificaciones en el proceso criogénico han permitido recuperaciones de etano de hasta un nivel de extracción del 99%. Este incremento en la recuperación se obtiene con costos operativos más elevados. Hay varias formas diferentes de enfriar el gas, de las que la más utilizada comúnmente es el proceso de turbo-dispositivo de expansión. En este proceso se utilizan refrigerantes externos para enfriar la corriente de gas natural, a continuación se utiliza una turbina de expansión para expandir rápidamente los gases enfriados, lo que hace que la temperatura caiga de manera significativa. Esta rápida caída de temperatura condensa el etano y otros hidrocarburos en la corriente gaseosa al tiempo que mantiene el metano en una forma gaseosa. Las operaciones de las plantas de tratamiento de gas en modos de recuperación reducida son difíciles, las plantas están diseñadas típicamente para conseguir recuperaciones elevadas de todos los NGL y no están diseñadas para recuperar sólo pentanos y más pesados o solamente butanos.

El documento US3846993 (PHILLIPS PETROLEUM) describe un ejemplo de la técnica relacionada.

**RESUMEN DE LA INVENCION**

35 Puede proporcionarse un método para la extracción selectiva de líquidos de gas natural a partir de gas natural "rico". El método puede implicar interactuar una corriente de gas natural rico con Gas Natural Líquido mezclando Gas Natural Líquido en la corriente de gas natural rico para reducir la temperatura de la corriente de gas natural rico a un punto de condensación de hidrocarburos seleccionado, por lo que se condensa un líquido de hidrocarburos seleccionado transportado en la corriente de gas natural rico.

**BREVE DESCRIPCION DE LOS DIBUJOS**

40 Estas características de la invención resultarán más evidentes a partir de la siguiente descripción en la que se ha hecho referencia a los dibujos adjuntos, los dibujos tienen el propósito de ilustración solamente y no están destinados en ningún modo a limitar el marco de la invención a la realización o realizaciones particulares mostradas, en donde:

La fig. 1 es un diagrama esquemático de una instalación equipada con enfriamiento directo del gas natural líquido de acuerdo con las enseñanzas de la presente invención.

45 La fig. 2 es un diagrama esquemático que muestra una variación del enfriamiento directo del gas natural líquido ilustrado en la fig. 1.

La fig. 3 es un diagrama esquemático que muestra otra variación del enfriamiento directo de gas natural líquido ilustrado en la fig. 1.

La fig. 4 es un diagrama esquemático que muestra otra variación de enfriamiento indirecto donde una caja de frío es utilizada en lugar de intercambiadores individuales.

50 DESCRIPCION DETALLADA DE LA REALIZACION PREFERIDA

El método preferido será descrito a continuación con referencia a la fig. 1.

Con referencia a la fig. 1, la corriente 20 de gas natural "rico" es tratada en la corriente 30 para enfriarla previamente en el intercambiador de calor 1. El enfriamiento es proporcionado por el flujo a contracorriente de una corriente 44 de gas "pobre". La corriente 31 ahora más fría entra entonces en el separador 2 donde se condensan y se separan el agua y los hidrocarburos pesados de las fracciones más ligeras (hidrocarburos, dióxido de carbono, nitrógeno, etc.). Las condiciones de temperatura operativas deseadas requeridas para esta separación son ayudadas a través de la tubería 53 de corriente de inicio hasta que alcanza la temperatura preestablecida. Las fracciones separadas más pesadas salen del recipiente 2 del separador a través de la tubería 60. Las fracciones más ligeras salen a través de la tubería 32 que a continuación entra en el intercambiador de calor 3 para un enfriamiento adicional. La corriente 33 más fría entra ahora en la corriente 34 donde es mezclada con una corriente 54 de LNG controlada de temperatura preestablecida para conseguir la temperatura deseada para la extracción de propano en el recipiente 4 del separador. El propano condensado y separado sale del recipiente 4 del separador a través de la tubería 61. Las fracciones más ligeras separadas dejan el separador 4 a través de la tubería 35 para su enfriamiento adicional en el intercambiador de calor 5. La corriente 36 más fría entra ahora en la corriente 37 donde es mezclada con una corriente 55 de LNG controlada de temperatura preestablecida para conseguir la temperatura deseada para la extracción de dióxido de carbono en el recipiente 6 del separador. El dióxido de carbono condensado y separado sale del recipiente 6 del separador a través de la tubería 62. Las fracciones más ligeras separadas dejan el separador 6 a través de la tubería 38 para un enfriamiento adicional en el intercambiador de calor 7. La corriente 39 más fría entra ahora en la corriente 40 donde es mezclada con una corriente 56 de LNG controlada de temperatura preestablecida para conseguir la temperatura deseada para la extracción de etano en el recipiente 8 del separador. El etano condensado y separado sale del recipiente 8 del separador a través de la tubería 63. Las fracciones más ligeras separadas, "gas pobre", dejan el separador 8 a través de la tubería 41 para su precalentamiento en el intercambiador de calor 7. La corriente 42 más caliente entra ahora en el intercambiador de calor 5 donde capta calor adicional para salir como una corriente 43 más caliente. A continuación entra en el intercambiador de calor 3 donde capta calor adicional y sale como una corriente 44 más caliente. Finalmente entra en el intercambiador de calor 1 donde la corriente 45 alcanza una temperatura próxima a la temperatura del gas de transmisión en tubería antes de la reinyección. La presión es suministrada por la bomba 10 de LNG. El LNG es almacenado en el recipiente 9 y alimentado a la bomba 10 a través de la tubería 50. El LNG presurizado es transportado a través de la tubería 51 para el control de temperatura en cada separador. La corriente 53 proporciona LNG para el inicio del proceso.

Con referencia a la fig. 2, con el propósito de ilustración muestra una disposición separada donde solamente se utilizan dos intercambiadores de calor con cuatro recipientes de separación. Los números de referencia en los dibujos permanecen los mismos, con la excepción de los intercambiadores de calor que han sido eliminados.

La fig. 3 muestra otra disposición sólo con dos separadores y un único intercambiador de calor. Los números de referencia en los dibujos permanecen los mismos, con la excepción de los intercambiadores de calor y separadores que han sido eliminados.

La fig. 4 muestra aún otra disposición donde se emplea un intercambiador de calor de caja fría en lugar de intercambiadores de calor individuales.

Estas tres figuras demuestran básicamente las distintas disposiciones alternativas incluyendo la capacidad de puentear algunos intercambiadores de calor y/o separadores para conseguir una extracción de NGL deseada y un punto de condensación de hidrocarburo deseado. Los expertos en la técnica, pueden disponer y volver a disponer la orientación de los intercambiadores de calor y de los separadores que combinados con el mezclado directo de LNG pueden conseguir una tasa de recuperación de NGL y/o control del punto de condensación de hidrocarburos deseados.

En el método preferido el LNG proporciona la "energía fría" requerida para condensar y extraer los NGL. El método antes descrito utiliza esta "energía fría" almacenada para condensar el gas "rico" por mezclado directo. Este mezclado directo proporciona una mejor transferencia de calor y elimina la necesidad de plantas criogénicas y de refrigeración para condensar los NGL, también elimina la necesidad de compresores para volver a comprimir el gas "pobre" ya que el LNG es presurizado por una bomba y cuando el LNG entrega su energía fría se expande aumentando la presión. Además, proporciona un amplio intervalo de operación de "reducción". Una planta de tratamiento típica está diseñada para conseguir recuperaciones elevadas de todos los NGL y la "reducción" para recuperaciones menores es difícil de obtener. El método anterior permite para facilidad de "reducción" cambiar simplemente el controlador del punto de ajuste de temperatura que cambia entonces el caudal de LNG. Cuando el LNG entrega su energía fría para condensar los NGL en la corriente "rica" resulta un gas "pobre" listo para distribución.

Las plantas existentes operan en un modo que recupera al menos algún porcentaje de todos los componentes, no es posible generalmente hacer funcionar las plantas para conseguir un punto de condensación de hidrocarburo específico. El control del punto de condensación de hidrocarburos para transporte de gas es crítico debido a la influencia de las temperaturas ambientales y de las reducciones de presión durante el transporte que pueden provocar una lluvia de líquido. Para alcanzar niveles de extracción más elevados, se requiere más metalurgia cara, más compresión, y más inversión de capital. De acuerdo con la presente invención se ha proporcionado un método para la licuefacción y extracción directa de los NGL a partir de gas natural. La primera operación es el enfriamiento previo en un intercambiador de calor de la

5 corriente de gas natural "rico" entrante, que contiene metano, etano, propano, butanos, pentanos, otros hidrocarburos más pesados, agua y dióxido de carbono con un flujo a contracorriente de gas natural "pobre". Una segunda operación implica la separación de, agua e hidrocarburos más pesados de los hidrocarburos más ligeros en una serie de separadores controlando la temperatura en cada separador con la adición de Gas Natural Líquido (LNG) aguas arriba de cada separador. Una tercera operación implica la adición de al menos un intercambiador de calor entre separadores para recuperar la energía fría. Una cuarta operación implica la adición controlada de LNG para enfriamiento directo aguas arriba de cada separador para controlar selectivamente la extracción de los NGL. Una quinta operación implica la capacidad de controlar un compresor de presión de gas libre. Esto se consigue mediante la expansión de LNG cuando gana calor en el intercambio de calor. Una sexta operación proporciona facilidad de "reducción" para conseguir ratios de recuperaciones altas o bajas entre y el control del Punto de Condensación de Hidrocarburos (HDC).

10

Ventajas:

El uso del método anteriormente descrito en una instalación de una planta de tratamiento proporciona varias ventajas distintas sobre los métodos actualmente en uso:

- 15 1. Los sistemas existentes expenden energía para reducir la presión del gas natural para eliminar los líquidos de gas natural y aumentar a continuación la presión del gas natural de nuevo con el fin de devolver el gas natural a la tubería después del tratamiento. Con el método actual, el gas natural puede ser liberado de los líquidos de gas natural sin cambio de presión.
- 20 2. El valor de calentamiento del gas natural que vuelve a la tubería puede ser vigilado. Si fuera necesario, el valor de calentamiento puede ser incrementado añadiendo de nuevo cantidades seleccionadas de los NGL para mantener la calidad de calentamiento constante.

**REIVINDICACIONES**

- 5 1. Un método para la extracción selectiva de líquidos de gas natural a partir de gas natural "rico", en donde una corriente (20) de gas natural rico es hecha interactuar con Gas Natural Líquido (54) mezclando Gas Natural Líquido (54) en la corriente de gas natural rico para reducir la temperatura de la corriente (20) de gas natural rico a un punto de condensación de hidrocarburos seleccionado, por lo que al menos un líquido de hidrocarburos seleccionado transportado en la corriente de gas natural rico es condensado;
- caracterizado por que:
- la operación de interactuar es repetida secuencialmente en diferentes puntos de condensación de hidrocarburos seleccionados para condensar diferentes líquidos de hidrocarburos transportados en la corriente (20) de gas natural rico.
- 10 2. El método según se ha definido en la reivindicación 1, siendo realizada la operación de interactuar en una instalación de una planta de tratamiento.
3. Una planta de tratamiento, que comprende un recipiente (9) de almacenamiento para gas natural líquido (LNG); más de un separador (2, 4, 6, 8) conectados en serie y adaptados para separar líquidos de gas natural (NGL) del gas natural rico;
- 15 una estación de mezclado (31/53, 33/34, 36/37, 39/40) para cada separador (2, 4, 6, 8) adaptada para mezclar LNG procedente del recipiente (9) de almacenamiento con una corriente de gas natural rico que entra en los separadores (2, 4, 6, 8) por lo que una temperatura de la corriente (20) de gas natural rico es disminuida a un punto de condensación de hidrocarburos seleccionado para condensar al menos un líquido de hidrocarburo transportado en la corriente (20) de gas natural rico siendo controlada la temperatura de la corriente de gas natural rico controlando la adición de LNG a la
- 20 corriente de gas natural rico, y en donde cada separador (2, 4, 6, 8) opera a un punto de condensación de hidrocarburos seleccionado diferente para condensar diferentes líquidos de hidrocarburos transportados en la corriente de gas natural rico.



FIG.2

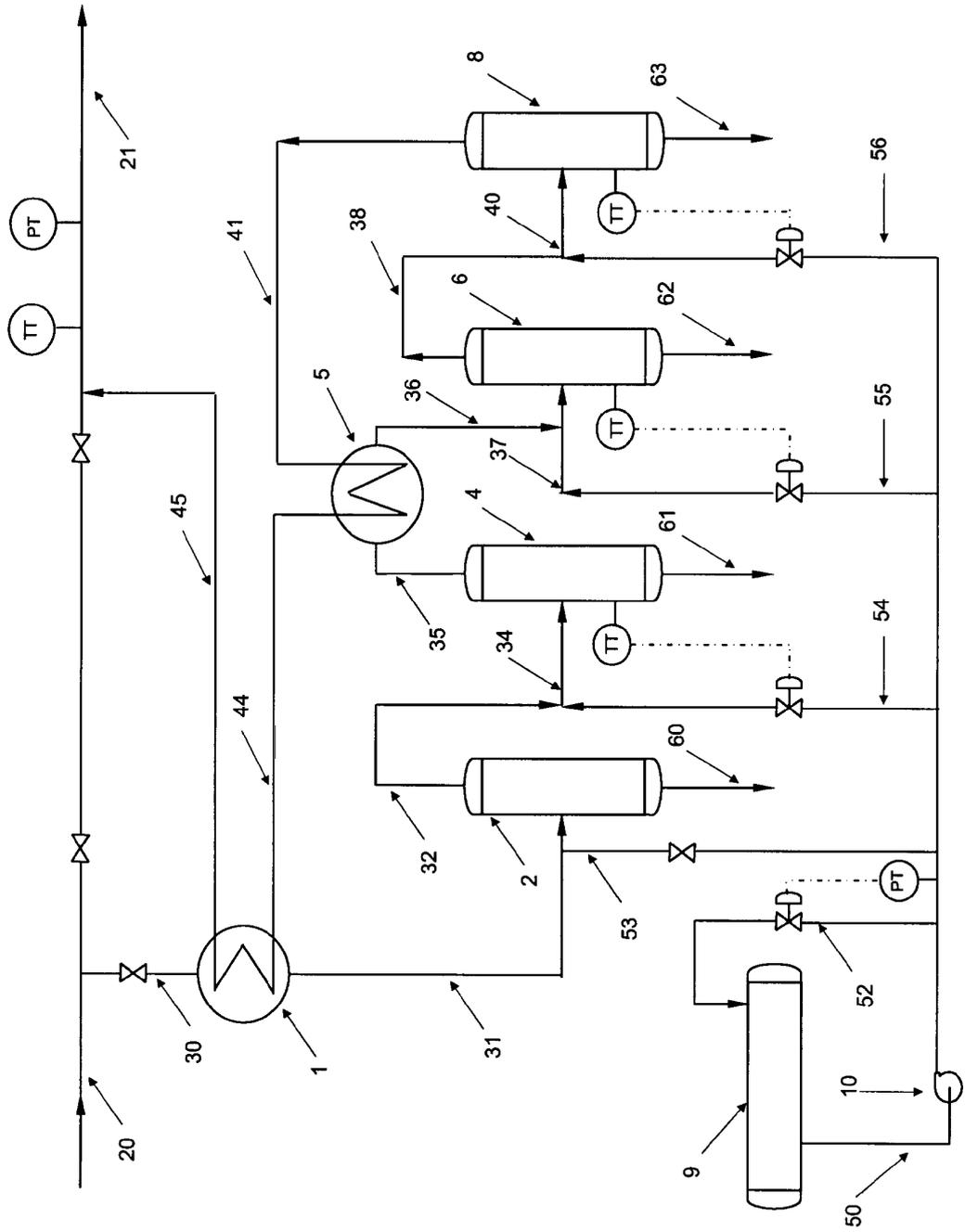


FIG. 3

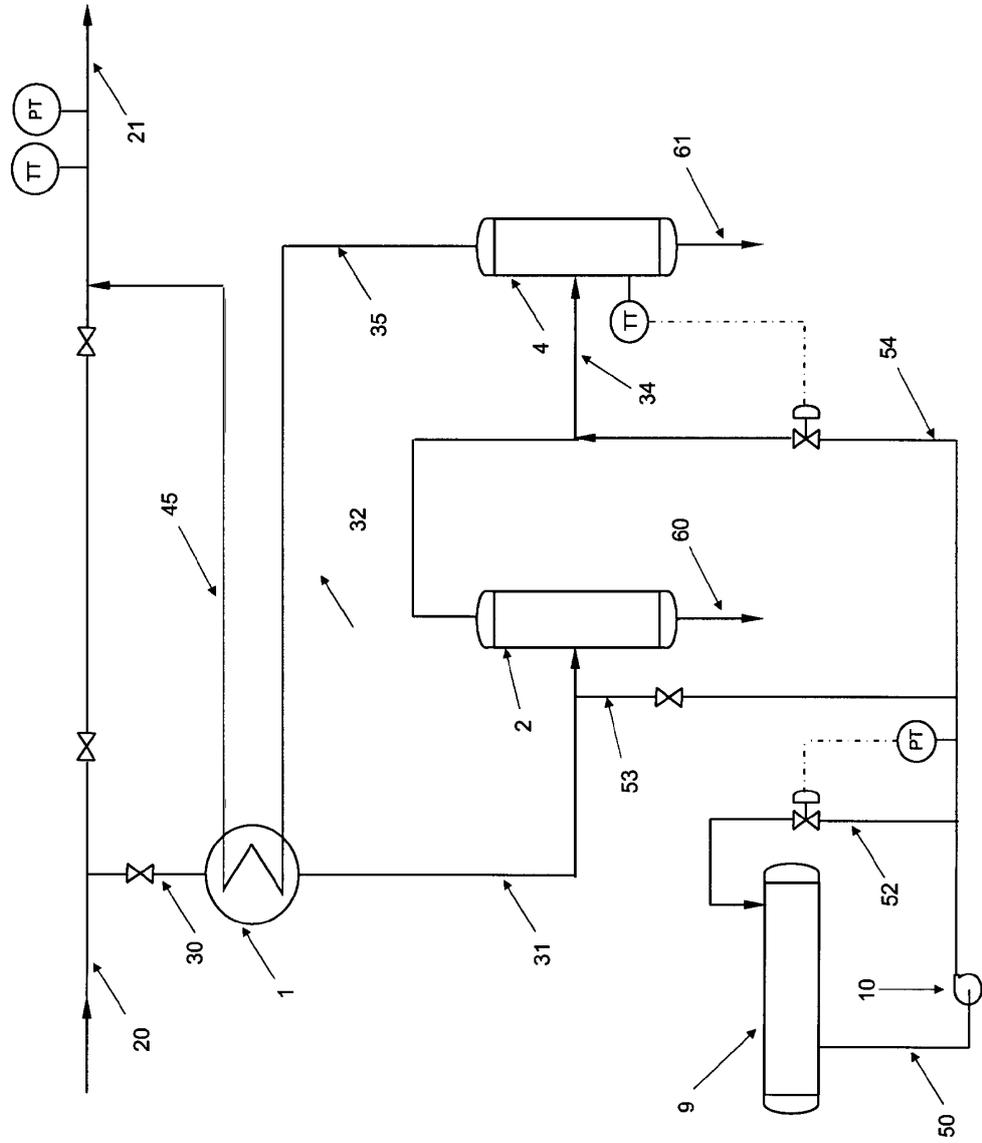


FIG. 4

